一批油浸倒置式电流互感器故障分析及改进措施

吴玉硕　胡春江　彭　鹏　张晓玲　温定筠　王晓飞
（国网甘肃省电力公司电力科学研究院　兰州　730050）



吴玉硕　男　1974年生，高级工程师，从事电力设备电气检测工作。



胡春江　男　1981年生，工程师，从事电力设备电气检测研究工作。

摘要：通过解剖、测试和对照分析了一批油浸倒置式电流互感器的事故实例，总结了引起批量故障的原因，并从设备制造、运输、安装、交接验收和运行维护几个方面提出一些建议。

关键词：倒置式电流互感器　事故实例　建议
中图分类号：TM452

Fault Analysis and Improvement Measures of Oil Immersed Inverted Current Transformer

Wu Yushuo　Hu Chunjiang　Pen Peng　Zhang Xiaolin　Wen Dingjun　Wang Xiaofei
(State Grid Gansu Electric Power Research Institute　Lanzhou　730050　China)

Abstract: A number of accident cases of oil immersed inverted current transformer are analyzed through anatomy, test and contrast in this paper. Reasons for these failures are summarized. The proposals in equipment manufacturing, transporting, installation, acceptance, operation and maintenance are made.

Keywords: Immersed inverted current transformer, accident examples, suggestions

1 引言

近年来，油浸倒置式电流互感器以较大的优势逐步取代了常规油浸正立式电流互感器，但对该类互感器的设计水平、制造工艺要求较高 [1]。设计人员要充分掌握设备的运行环境（特别是温差变化引起的油位变化）；制造工艺要求较高，材料选用更严格；运行中油位的控制更需谨慎，对运输的稳定性要求更高等特点 [2]。

本文就兰新客专变电站 330kV 电流互感器的故障情况进行了分析，提出一些改进意见。目的在于从根本上解决该类电流互感器存在的不足，优化设计结构，提高设备制造质量，严格控制设备制造工艺流程，减少因油浸倒置式电流互感器故障引发的电网事故，确保电网安全稳定运行。

2 电流互感器故障情况统计

兰新铁路客专（甘青段）系统集成电力电气化工程共安装 102 台 AGU–330 电流互感器，该批产品在 2014 年 6 月 28 日 ~ 12 月 1 日陆续投运，从 11 月 24 日 ~ 12 月 8 日共出现 5 台产品故障，3 台产品油位异常，见表 1。

表 1 故障或异常电流互感器

Tab.1 Current transformer in fault or exception

序号	工作号	电站名称	送电日期	故障时间	故障情况
1	13A07254-5	清水北	2014.11.19	2014.11.24 18：30	产品冒顶起火
2	13A07260-2	大通	2014.11.18	2014.12.01 08：00	产品冒顶起火
3	13A07252-4	石板墩南	2014.12.02	2014.12.04 22：00	产品冒顶起火
4	13A07251-1	红柳河南	2014.12.01	2014.12.05 17：00	油位异常
5	13A07251-2	红柳河南	2014.12.01	2014.12.05 17：00	产品冒顶起火
6	13A07255-4	酒泉南	2014.11.29	2014.12.05 22：00	产品冒顶起火
7	13A07251-5	红柳河南	2014.12.01	2014.12.06 12：00	油位偏高
8	13A07256-2	黑山湖	2014.12.01	2014.12.08 09：30	油位异常

6 月 28 日 ~ 11 月 6 日，共带电 45 台，截止 12 月 8 日未见异常。从表 1 看出，11 月 17 日 ~ 12 月 2 日共带电 57 台，截止 12 月 8 日出现故障产品 8 台，故障率为 14.03%。在所发生故障的互感器中，瓷套或储油柜发生爆裂着火的占 62.5%，说明事故造成的危害是巨大的，后果非常严重。

3 事故调查分析

3.1 现场解体检查

12 月 6 日，在现场对红柳河南变 A 相（型号：AGU–363，工作号：13A07251-1）油位异常的产品进行解剖，如图 1 所示，并取油样进行了色谱分析。从解剖图片看出，绝缘包扎纸无褶皱，制造工艺符合标准。油化验结果：CO 含量 18.44μL/L、CO_2 含量 128.46μL/L、CH_4 含量 366.23μL/L、C_2H_6 含量 75.17μL/L、C_2H_2 含量 0.64μL/L、H_2 含量 1 249.33μL/L。从绝缘油化验结果看，存在 C_2H_2、CH_4 和 H_2 等特征气体，表明互感器内部绝缘受潮。通过多个现场观察，互感器没有漏油的情况，潮气不可能进入器身内部，可能是设备制造过程工序干燥不彻底引起的。水在电场的作用下电解产生 H_2，当 H_2 含量较高时就形成气泡，这些气泡在电场中的电场强度比油高，在高场强的作用下进一步电离，电离出的离子对烃分子撞击，使 C-H、C-C 键断裂，加速绝缘材料的劣化，从而导致局部放电、过热和轻微电弧的发生 [3]。生产厂家对此批产品整个过程，即设计、工艺、原材料、绝缘包扎、器身干燥、产品装配、试验到包装的全过程记录进行了检查，发现在产品器身入炉干燥的过程中存在入炉台量严重超标的现象，按照规定 330kV 电压等级电流互感器干燥时每炉为 10 ~ 12 台 [4]，而此批产品干燥时每炉为 18 台以上，导致产品受热不均匀，部分产品干燥不彻底。由于设备存在局部缺陷和受潮，绝缘强度较低，在运行电压作用下，缺陷处局部过热产生气体，并逐渐累积最终导致膨胀器冲顶。



图 1 包扎工艺情况

Fig.1 Dressing process

对清水北、大通和石板墩南等电站 5 台着火的电流互感器进行检查，金属膨胀器冒顶着火，储油柜炸裂，情况如图 2 所示。一次绕组严重损坏，二次绕组外绝缘层大部分严重烧毁，如图 3 和图 4 所示。二次绕组屏蔽罩内环外表面有明显的放电痕迹如图 5 所示。经过专家组解体鉴定，5 台互感器均为主绝缘损坏，一次绕组导电杆对二次绕组屏蔽罩放电，放电电弧造成内部压力突然升高，致使互感器顶部储油柜炸裂，可燃气体与空气接触着火。



图 2　冒顶着火的情况

Fig.2　Fire on the roof caving



图 3　故障着火后的情况

Fig.3　Fire after fault



图 4　屏蔽罩及二次绕组烧损情况

Fig.4　Burnout of the shield and secondary winding



图 5　屏蔽罩内环外表面的放电痕迹

Fig.5　Discharge trace on the exterior surface in inner ring of the shield

3.2　工厂解体检查

为进一步查明事故原因，将一台异常的互感器进行工厂试验和解体，如图 6 所示。12 月 16 ～ 17 日，该电流互感器在工厂进行了相关验证试验。常规试验（如绕组直流电阻、电流比和低压介质损耗等）未发现异常。然后根据事故分析实际需要做了 5h 的工频电压下的特殊试验，即每次局部放电量测试后做高压电容量及介质损耗测量试验。

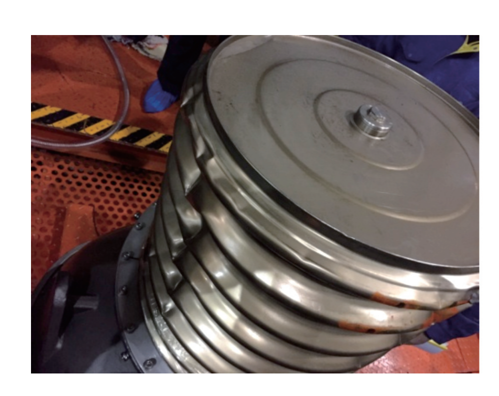


图 6　返厂检查的故障互感器

Fig.6　Fault transformer back to the factory

（1）局部放电试验，试验数据见表 2。规程规定 330kV 电流互感器在 $1.1U_{m}/\sqrt{3}$ 电压下，局部放电量不超过 20pC，这台互感器电压升高到 109kV，局部放电量为 118pC，随着电压的升高放电量在增加，当电压升高至 200kV，局放量增加至 6 000pC，随着时间的延长，局部放电量减小。第一次试验表明该互感器绝缘油中含有气泡或气隙，在电场的作用下击穿。第二次试验将残存的气泡或放电物再次击穿，趋于稳定，但从数值上看互感器固定放电量一直存在。为了使放电进一步发展，第三次做 $1.2U_{m}/\sqrt{3}$ 电压下的长时局部放电量检测。经过约 1h，在电

场的作用下，放电量开始快速增加。

（2）电容量及介质损耗测量试验，试验数据见表 3。

从测试数据看，前两次电容量和介质损耗测量

表 2　局部放电量测试数据

Tab.2　Test data of partial discharge capacity

（a）第一次：局部放电测量，时间 10：35，电压（100 ~ 251）kV

电压 /kV	100	109	132	132/4min	132/5min	132/10min	150
放电量 /pC	背景	118	300	1 900	1 000	700	2 000
电压 /kV	150/5min	200	200/5min	210/5min	251	251/5min	65
放电量 /pC	3 000	6 000	500	150	550	90	熄灭电压

（b）第二次：加局部放电放测量，时间 11：35，电压（123 ~ 408）kV

电压 /kV	123	157	183	200	240	280	320
放电量 /pC	32	2 000	900	110	330	280	170
电压 /kV	363	363/5min	408/1min	363	251	62	
放电量 /pC	170	130	160	130	110	熄灭电压	

（c）第三次：在（1.2 ~ 0.8）$U_m/\sqrt{3}$ kV 电压下监测局部放电

电压 /kV	251					231		210		189	168
时间	11：50	12：50	13：00	13：11	13：11	13：14	13：17	13：19	13：22：	13：25	13：29
局放量 /pC	100	460	650	1 400	1 500	1 600	2 000	2 100	2 300	2 400	2 400

（d）第四次：局部放电监测，时间 15：05 ~ 15：55

电压 /kV	168	189	210	210	210	210	210
时间	15：06	15：07	15：08	15：12：30	15：28：30	15：42：26	15：55：33
局放量 /pC	1 050	1 100	1 100	1 300	2 000	3 000	4 000

表 3　电容量及介质损耗测量数据

Tab.3　Test data of capacity and dielectric loss

（a）第一次：局部放电后介质损耗测量，电压（10 ~ 210）kV

电压 /kV	10	50	80	110	140	180	210
C_X/pF	804.42	804.44	804.46	804.49	804.53	804.95	805.17
tanδ(%)	0.243	0.251	0.256	0.260	0.263	0.305	0.320

（b）第二次：局部放电后介质损耗测量，电压（10 ~ 210）kV

电压 /kV	10	50	80	110	140	180	210
C_X/pF	804.41	804.42	804.44	804.47	804.64	805.25	805.62
tanδ(%)	0.244	0.252	0.253	0.260	0.264	0.315	0.324

（c）第三次：历时 3h 局部放电监测后复测电容量及介质损耗，电压（10 ~ 210）kV

电压 /kV	10	50	100	110	150	190	210
C_X/pF	802.57	802.59	802.85	803.57	806.15	808.10	809.08
tanδ(%)	0.246	0.255	0.290	0.390	0.613	0.692	0.723

（d）第四次：1.2$U_m/\sqrt{3}$ kV 电压下 1h 局部放电监测后复试电容量及介质损耗，电压（10 ~ 210）kV

电压 /kV	10	50	110	130	170	190	210
C_X/pF	802.15	802.20	804.45	806.38	809.58	810.68	811.70
tanδ(%)	0.271	0.296	0.625	0.822	0.960	0.983	0.997

数值与出厂实验数据比较接近。第三次试验，在电压升高至 100kV 后介质损耗与第二次比较增长较为明显，变化 0.13；第四次与第三次电容量及介质损耗测量值变化比较明显，第四次变化超过一倍，介质损耗异常增大，互感器二次绕组部分电容屏可能击穿。

（3）绝缘油色谱分析。局部放电检测后进行绝缘油色谱分析，发现随着试验时间的延长，油中气体除 H_2 和 CH_4 含量有轻微增加外，其余气体含量没有明显变化，表明没有电弧放电的可能性。而 H_2 和 CH_4 含量有所变化是局部放电将附着气泡击穿时产生的 [5-6]。

（4）低温及温差试验。工厂为找到家族性缺陷的症结，将这台互感器与同批产品中的另一台互感器（合格产品）放在加热容器内加热到 60℃，完成真空注油，然后冷却至 5℃。观察互感器的油位，在正常范围。打开互感器顶部密封盖，油位下降约 3.5 ～ 5cm，补油 17L 至正常油位。文献 [3] 对绝缘油热胀冷缩研究表明，温度范围在 −17.5 ～ 65℃，热膨胀系数为 0.000 73 时，该互感器注油量约为 420L，假设在 60℃时注入 400L 绝缘油，冷却到 5℃，经计算其体积为 384L，体积变化 16L。根据调查，本批产品是在 8 月份完成真空注油（温度 28℃），而设备投运正直严冬 12 月初（温度 −10 ～ −30℃），温差在 38 ～ 58℃，与模拟实验相吻合。互感器的容积不变，低温下绝缘油冷缩，在低压强和表面张力的作用下，绝缘油沿器壁爬，形成中间空隙和气泡，结构如图 7 所示，二次绕组外绝缘与油面绝缘层减小。

倒立式电流互感器主绝缘全部包扎在二次绕组上，电容型电流互感器充分利用材料的绝缘性能，在绝缘内设有导体或半导体的电屏，把油纸绝缘分成很多绝缘层，每对电屏连同绝缘层就是一个电容器。为了保证电压在电屏之间均匀分布，应使每对电屏之间的电容量基本相同，通常按等厚设计，即各相邻电屏之间绝缘厚度彼此相等。倒立式电流互感器外壳和导电杆为等电位，电位分布原理如图 8 所示。

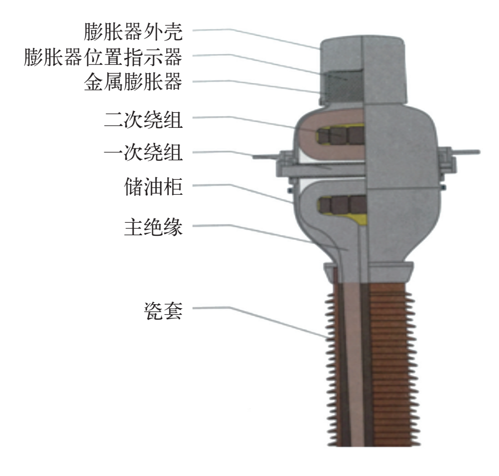


图 7　AGU 电流互感器纵向剖视图

Fig.7　Longitudinal profile view of AGU current transformer

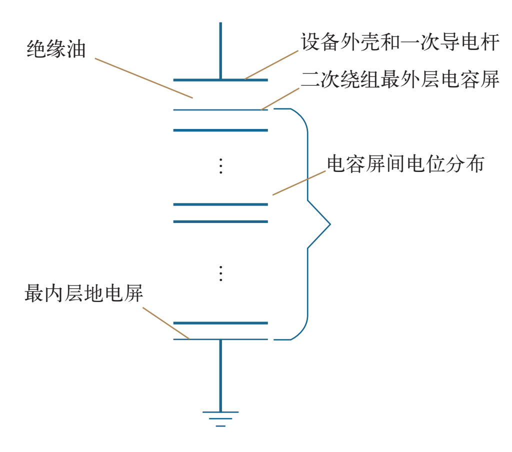


图 8　倒立式电流互感器分压原理图

Fig.8　Partial pressure diagram of vertical current transformer

生产厂家引进国外设计理念，互感器尺寸结构紧凑，容积小 [11]（容器外壳在二次绕组和储油柜处距离二次绕组最外绝缘层只有 6mm），节省成本。但引进国外设计理念的同时要充分考虑国内各个地区的运行环境。通过查阅了同类型设备其他生产厂家资料，互感器的设计容积均大于该产品，显然，设计技术人员以追求降低成本为出发点，对该批互感器的运行工况考虑欠佳。低温，昼夜温差在 30℃左右的环境下，一是绝缘油冷缩，导致产品内部出现负压；二是在低压强和表面张力的作用下，绝缘油沿器壁爬，形成中间空隙和气泡，电压分布不均匀。在轻载高场强的工作状态，气泡击穿和间隙放电，使绝缘介质的绝缘强度降低，电容屏逐渐破坏 [12]，最终一次绕组导电杆对二次绕组屏蔽罩放电，放电电弧造成内部压力突然升高，致使互感器头部储油柜炸裂。另外，小容量设备经过烘干处理后，常温下真空注油过程中不可避免地带进水分，在常温运行情况下绝缘不会受到影响，但在低温状态下，绝缘材料和油中水的溶解度是不一样的，在低温下绝缘油中的水分会释放出来进入绝缘材料，达到新的平衡，绝缘材料吸收水分后，绝缘性能进一步降低 [13]，此批产品存在干燥不彻底的缺陷，进一步加速绝缘材料劣化的速度（电气设备在低温环境下投运

表现更为突出）。

4 技术改进与防范措施

4.1 技术改造

（1）引进国外技术的同时，要认真研究倒立式电流互感器的结构，充分考虑设备的运行环境，特别是低温、温差大和高海拔等地区，综合考虑绝缘油热胀冷缩后的特性和电场分布[8]，建立数学模型，计算设备的绝缘余度，并通过试验反复验证，找到最优设计方案，解决局部因绝缘油在低温冷缩，容器内出现负压，形成气泡或间隙，加剧电场分布的不均造成绝缘损坏的事故。针对这批产品的缺陷，经过专家组和生产厂家核算，将磁套管直径由原 500mm 增加至 600mm，头部尺寸采用 500kV 油浸倒立互感器设计，整个容器增加了约 150L。经计算进一步优化了电场的分布，增加了绝缘余度。对改造后的产品做了温度试验，有效减少绝缘油低温冷缩后引起沿器壁爬现象，同时降低端屏间电场分布。

（2）研制新型电屏材料。具有柔韧性好、透气性能优良、膨胀系数小、耐腐蚀及抗拉强度高等优点的电屏材料。

（3）进一步研究倒立式电流互感器头部支撑件的固定和电容屏接筒的固定，满足运输中振动、颠簸和起吊等因素造成的电容屏损坏、二次绕组移位等缺陷[14]。

（4）对于小容积、真空注油产品，应考虑设计取样阀门，便于运行中取样和带电补充油，并明确允许取样次数及每次取油量。

（5）针对恶劣环境运行设备，生产厂家要明确规范在低温投运前应做哪些试验和检查。

（6）油浸倒立式电流互感器宜采用串组式膨胀器（适当增加串组数量），增加内腔互通、油的流动、压力传递和减压缓冲的能力[15]。改进油位标识，设置油位限制标志，确保在温度骤降时有充足的油量。

4.2 提高产品制造质量

（1）设备制造要严格按照生产工艺进行。严禁因供货因素赶工期，违背生产控制程序，让存在缺陷的产品出厂。比如对绕组绝缘包扎、干燥、浸渍和试验等，从源头上提高产品的质量。

（2）提高设备材料和零部件的质量。厂家应选择最优质的电屏材料、绕组材料、外壳材料和可靠的零部件供应商。从根源上杜绝因选取材料不当引起的电击穿事故，用优质新型材料代替铸铁器件和密封材料。

（3）严格控制互感器顶部密封盖、高压绝缘套管和底座法兰密封面选择的材料，选用收缩系数一致的材料，以防止温度骤变引起的油泄漏。

4.3 设备试验

（1）设备出厂试验除完成常规例行试验和特殊试验外，建议增减高压电容量和介质损耗测量，完成半运行电压和运行电压下的电容量和介质损耗损耗测量。

（2）DL/T417—2006《电力设备局部放电现场测量导则》规定互感器局部放电量测量时间为 $1.1U_m/\sqrt{3}$ 电压下 5min。建议互感器出厂前局部放电量测量延长为 30min，以检验设备的制造质量。

（3）新安装的电气设备应完成全项目试验，积极开展对比试验，发现与出厂试验数字有差别时，与厂家及时沟通。有条件的，建议投运前做局部放电量和电容量抽检试验。

（4）在设备完成安装投运之前，要按照相关标准完成交接验收试验。

（5）存放时间较长的设备应重新完成交接试验，在低温环境新投产品，要严格按照出厂说明书完成相关实验和检查，并增加设备巡视次数。

4.4 运行维护

（1）互感器投运前应检查各部位接地连接是否可靠，如电容型互感器的末屏接地，谨防出现内部悬空的假接地，同时检查接地网状况，防止出现末屏与接地网间的虚接现象。

（2）研制和安装互感器在线监测装置、带电检测装置，借助设备状态检修手段，如局部放电、红外测温等，及时掌握互感器运行状况，将事故消灭在萌芽状态。

（3）在运行中，除了积极开展状态检修、在线监测等工作外，仍需严格执行试验规程的相关条款，进行预防性试工作，严密关注设备的运行状况。

5 结束语

本文通过对一批存在家族性缺陷的油浸倒置式电流互感器进行跟踪分析，查明事故原因，提出解决方案，从技术改造、产品制造、设备试验和运行维护等方面给出应对措施。

参考文献

[1] 凌子恕．高压互感器技术手册 [M]．北京：中国电力出版社，2005．

[2] DL/T417—2006《电力设备局部放电现场测量导则》[S]．2006．

[3] ASTM lnternational. D3487 Standard specification for mineral insulating oil used in clectrical apparatus[S]. 2009．

[4] 张绮，王会娟，郭春梅，等．电气绝缘油热膨胀系数的研究 [J]．石油炼制与化工，2012．
Zhang Qi, Wang Huijuan, Guo Chunmei, et al. Research on the thermal expansion coefficient of electrical insulating oil [J]. Petroleum Processing and Petrochemicals, 2012, 43(10): 55-59.

[5] 吴玉硕，胡春江，浊定�，等．110kV 及以上电流互感器常见故障分析及防范措施 [J]．电气应用，2014(23)：75-81．

[6] 邹彬，郭霖，袁聪波，等．一次 220kV 油浸倒立式电流互感器故障原因分析 [J]．变压器，2010(2)：69-72．
Zou Bin, Guo Sen, Yuan Congbo, et al. Fault analysis of a 220kV oil - immersed inverted current transformer[J]. Transformer, 2010(2): 69-72.

[7] 国家电网公司十八项电网重大反事故措施 (修订版)[M]．2011．

[8] 阎秀恪，孙阳，于存湛，等．油浸倒立式电流互感器主绝缘电场分析与优化设计 [J]．电工技术学报，2014，29(1)：37-43．
Yan Xiuke, Sun Yang, Yu Cunzhan, et al.Electric field analysis and optimal design of main insulation for oil-immersed inverted current transformer[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2014, 29(1): 37-43.

[9] 电力变压器油色谱分析及故障诊断技术 [M]．北京：中国电力出版社，2013．

[10] 高电压绝缘技术 [M]．北京：中国电力出版社，2007．

[11] 刘超，苏明虹，何松，等．电容式电流互感器额定电压下介质损耗试验分析 [J]．四川电力技术，2010，33(5)：44-46．
Liu Chao, Su Minghong, He Song, et al. Dielectric Loss experimental analysis of capacitive current transformer under the rated voltage condition[J]. Sichuan Electric Power Technology, 2010, 33(5): 44-46.

[12] 王世阁．倒置式电流互感器运行状况分析及提高安全运行性能的建议 [J]．变压器，2009，46(9)：64-68．
Wang Shige. Operation analysis of inverted current transformer and suggestion to improve operation safety[J]. Transformer, 2009, 46(9): 64-68.

[13] 何毅帆．倒置式电流互感器非故障状态下绝缘油中氢气异常的机理分析 [J]．高压电器，2013(12)：110-115．
He Yifan. Mechanism analysis of hydrogen abnormity in insulation oil under non-fault condition in the invented current transformer[J]. High Voltage Apparatus, 2013(12): 110-115.

[14] 杨洋，许强，覃伟，等．油浸式电流互感器的缺陷分析和诊断方法 [J]．变压器，2013，50(5)：71-72．
Yang Yang, Xu Qiang, Tan Wei, et al. Defect analysis and diagnosis method of oil-immersed current transformer[J]. Transformer, 2013, 50(5): 71-72.

[15] 马骥，王正，顾克拉．220kV 倒置式电流互感器故障实例分析 [J]．湖州师范学院学报，2008(S1)．
Ma Ji, Wang Zheng, Gu Kela. Fault case analysis of 220kV inverted current transformer[J]. Journal of Huzhou Teachers College, 2008(S1).

（上接第 26 页）

[20] Powell R G. Wrist rest for keyboard: US, US 5234186 A[P]. 1993.

[21] Cholewicki J, Van D J, Lee A S, et al. A comparison of a maximum exertion method and a model-based, sub-maximum exertion method for normalizing trunk EMG[J]. Journal of Electromyography & Kinesiology Official Journal of the International Society of Electrophysiological Kinesiology, 2011, 21(5): 767-773.